



*Instituto Costarricense de Electricidad*

*Negocio de Transmisión*

*Proceso Expansión de la Red*

## **Plan de Expansión de la Transmisión 2016 – 2026**



*Subestación Reventazón 230 kV*

*Enero 2017*



# Indice

Página

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE COSTA RICA .....</b>	<b>5</b>
<b>3. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>3.1. INFORMACIÓN SOLICITADA PARA LA PRESENTE ACTUALIZACIÓN .....</b>	<b>8</b>
<b>3.2. VARIACIONES EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>8</b>
<b>3.2.1. Obras nuevas .....</b>	<b>8</b>
<b>3.2.2. Obras finalizadas .....</b>	<b>8</b>
<b>3.2.3. Variaciones en la demás obras .....</b>	<b>9</b>
<b>3.2.4. Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión .....</b>	<b>10</b>
<b>3.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN PRIORITARIAS .....</b>	<b>11</b>
<b>3.4. RED DE TRANSMISIÓN AL AÑO 2026 .....</b>	<b>11</b>
<b>4. ANÁLISIS DE COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>4.1. COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>4.1.1. Costos de inversión del sistema de transmisión .....</b>	<b>12</b>
<b>4.1.2. Costos de operación del sistema de transmisión .....</b>	<b>14</b>
<b>4.1.3. Costos totales del sistema de transmisión .....</b>	<b>15</b>
<b>4.2. COSTOS PROMEDIO INCREMENTALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN (CPILPT) .....</b>	<b>17</b>
<b>4.2.1. Modelo de cálculo .....</b>	<b>17</b>
<b>4.2.2. Actualización de los CPILPT .....</b>	<b>17</b>
<b>5. APROBACIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>5.1. APROBACIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>5.2. VIGENCIA .....</b>	<b>19</b>
<b>6. RESPONSABLES .....</b>	<b>20</b>
<b>ANEXO 1. MAPAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>21</b>
<b>ANEXO 2. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN. NOVIEMBRE DE 2015 .....</b>	<b>24</b>
<b>ANEXO 2. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN. 2016 .....</b>	<b>27</b>



## 1. Resumen Ejecutivo

El presente documento representa la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 – 2026 con fechas oficiales a setiembre de 2016. El cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión se muestra en la Tabla 3.1.

La presente actualización del Plan de Expansión de Transmisión muestra que, desde noviembre de 2015 a noviembre de 2016, entraron en servicio 26 obras de transmisión. El plan está compuesto por 87 obras en total, de las que un 11% corresponden a obras incorporadas por primera vez y otro 11% a obras retiradas. Del restante un 2% corresponden a obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses o más, 41% de obras cuya fecha se mantiene, 26% de obras cuya fecha de entrada en servicio se atrasó 6 meses o más y 9% a obras reprogramadas.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el año 2015 y 2016 para el presente Plan de Expansión se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte y la operación segura del sistema hasta el año 2023, son los siguientes:

- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2017 y 2018).
- Anillo Sur (2019).
- Ampliación de la ST Tejona 230 kV (2017 y 2018).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2019).
- Refuerzo de transmisión Garabito – Colón 230 kV (2023).

En todos los proyectos listados anteriormente se deben respetar las fechas establecidas en el presente plan, y, como un esfuerzo adicional siempre que sea factible, se buscará la manera de adelantar su entrada en operación.

El análisis de costos incluye la inversión anualizada así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión. Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América con referencia al año 2016. Este análisis contempla el período 2016 – 2026 tomando como referencia el año 2016. También se hizo una la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión como una señal de eficiencia de las inversiones.

Desde la perspectiva de inversiones, los datos muestran un cambio significativo en su comportamiento. En todo el período, el nivel de inversión anual se estabilizó en valores entre los \$40 y \$50 millones, eliminándose el hueco de inversión visto en planes de expansión anteriores. Los proyectos que incidieron en este comportamiento son Anillo Sur, Anillo de Miravalles y Garabito – Colón.

En total, para el quinquenio 2016 – 2020 se tiene una inversión acumulada de \$243 millones, mientras que para el de 2021 – 2026 se tiene un acumulado de \$297 millones. El presente plan de expansión tiene una inversión total de \$564 millones.

Con respecto de los costos operativos, gracias al comportamiento estabilizado de los costos de inversión a lo largo de todo el período de análisis, los costos operativos tienen un incremento más suave, a diferencia de planes de transmisión anteriores. Para el período 2016 – 2026 se requiere de un acumulado de \$176 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$106 millones

Como conclusión, el costo total acumulado requerido para satisfacer las necesidades de expansión y operación del sistema de transmisión en el período 2016 – 2026 alcanza los \$740 millones.



Por último, la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión de energía dio un valor de \$33.5/MWh y es un 4.3% menor que el estimado en 2015 de \$35/MWh, mientras que el de potencia se calculó en \$246.7/kW y es un 12.8% menor que el estimado en 2015 de \$282.9/kW. En ambos casos, la reducción obedeció a un efecto combinado entre la inversión que entró en servicio en 2016 (que tiende a reducir el CPILPT) y una nueva reducción en la proyección de la demanda a largo plazo (que tiende a incrementarlo). Este valor no debe ser utilizado como una señal de ajuste tarifario bajo ninguna circunstancia, pero sí puede ser un indicador de eficiencia de las inversiones en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.



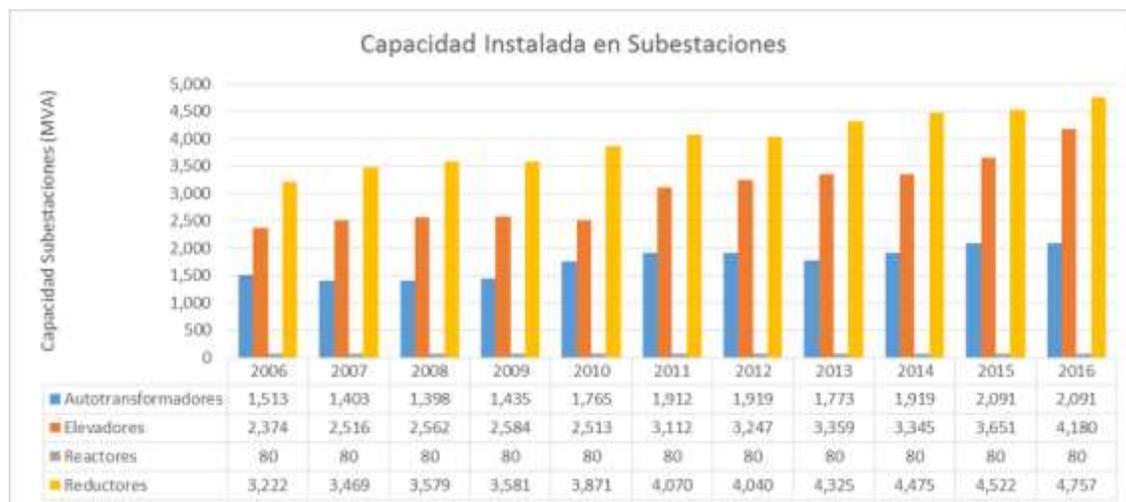
## 2. Descripción del sistema de transmisión de Costa Rica

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2016.

La evolución del sistema de transmisión en cuanto a la longitud de líneas y la capacidad de transformación se detalla en la figura 2.1 con cierre a diciembre de 2016.



2.1 A) Líneas de transmisión



2.1 B) Capacidad de transformación

Figura 2.2. Evolución del sistema de transmisión de Costa Rica. Período 2006 – 2016.

En la actualidad la red cuenta con un total de 2329 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1723 km de enlaces en 230 kV y 606 km en 138 kV. En cuanto a transformación, el sistema posee una capacidad de 11108 MVA, de los cuales 4757 MVA corresponden a transformadores reductores, poco más de 4180 MVA en elevadores, 2091 MVA en autotransformadores y 80 MVA en reactores para control de tensión.



### 3. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

La Tabla 3.1 muestra la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 – 2026. Las fechas mostradas corresponden a las de entrada en servicio de las obras de transmisión con corte a setiembre de 2016.

**Tabla 3.1. Actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 - 2026. Enero 2017.**

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema					
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio		
2016	4	Interconexión Arcelor Mittal	Arcelor Mittal	ST	Leesville	230	Módulo de transformación		
		PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .		
		PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .		
		PH Bijagua	CoopeGuanacaste	ST	Miravalles	34.5	Módulo para línea de conexión		
		Reubicación de reactores	ICE	ST	Río Claro	230	Traslado e instalación del reactor de la ST Miravalles, 20 MVar		
		Transformación de Energía	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución de 1 transformador reductor (45 MVA)		
2017	1	Cóbano	ICE	ST	Cóbano	138	ST Cóbano (barra sencilla con auxiliar, Módulo de línea, 1 de transformador, 45 MVA).		
				ST	Santa Rita	138	Módulo de línea, 1 de reserva		
				LT	Santa Rita - Cóbano	138	150 MVA. LT Santa Rita - Cóbano (46.7 km, 1 circuito)		
		PE Vientos de la Perla	Vientos del Volcán	ST	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador y la línea de conexión		
		PE Vientos de Miramar	Costa Rica Energy Holding	ST	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador y la línea de conexión		
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 6 MVar.		
	2	Reubicación de reactores	ICE	ST	Palmar	230	Traslado e instalación del reactor de la ST San Isidro, 20 MVar		
		PE Mogote	Fila de Mogote DCR	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para para la instalación de un transformador y la línea de conexión		
	3	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA		
				Anillo Sur	ICE	ST	El Este	230	Reconstrucción de la subestación El Este (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 2 de transformador).
						ST	San Miguel	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea en la ST San Miguel.
						LT	San Miguel - El Este	230	347 MVA. LT San Miguel - El Este circuito 2 (20.2 km)
		LT	El Este - Tejar			230	348 MVA. Reconstrucción del tramo El Este -Tejar (14 km, 2 circuitos). Derivación a la ST Tejar (2 km, 2 circuitos)		
		ST	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kv (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14				
		Cariblanco - Trapiche	ICE	ST	General	230	Reconfiguración y ampliación de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 módulos para la planta General)		
		Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	San Isidro	230	Sustitución del transformador #2 (45 MVA), módulo de línea de distribución, Módulo de reserva y ampliación de la barra. BID 08		
		4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA	
					LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA	
			Interconexión Ingenio Taboga	Ingenio Taboga	ST	Cañas	138	Módulo de transformación	
			PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión	
	PE Campos Azules		Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión		
	Cóbano		ICE	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.		
	Interconexión APM Terminals		APM	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)		
				ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA.		
Transformación de Energía	ICE	ST	Moín	230 y 138	Módulos para transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)				
2018	1	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
				LT	Caja - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
				LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 6 MVar.			
			ST	Guayabal	69	Instalación de un transformador 138/69, 45 MVA			
	PH Los Negros 2	ESPH	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión			
3	Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)			

**Tabla 3.1 (cont.). Actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 - 2026. Enero 2017.**

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2018	4	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
				LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
	LT			Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA	
	LT			Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 310 MVA a 390 MVA	
	LT			Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 450 MVA	
	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Nuevo Colón	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador 230/69, 65 MVA	
ST			Guayabal	138	Instalación de barra principal y auxiliar, modernización de la barra de 24.9 kV		
2019	1	Barras de Alta Tensión	ICE	ST	Sabanilla	138	Ampliación de la barra principal de 138 kV y barra auxiliar y modernización de la subestación
		PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2
	3	Anillo Sur	ICE	LT	Pailas 2 - Pailas	230	200 MVA. LT Pailas 2 - Pailas (1 km, 1 circuito)
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
				LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirris (1.5 km)
	4	PH Río Bonilla 1320	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA	
			Anillo de Miravalles	ICE	ST	Guayabo	230
	EPR	LT			Ticuantepe - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Guayabo (0.5 km, 2 circuitos)
2020	4	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 180 MVA
				LT	Filadelfia - Guayabal	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 180 MVA
2021	1	Barras Auxiliares	ICE	ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Escazú	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
2022	1						
2023	1	Borinquen 1	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
		Transmisión Garabito - Colón	ICE	ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
				ST	Colón	230	ST Colón (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	Garabito - Colón	230	600 MVA . Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).
				LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST Colón (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				ST	La Caja	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea (uno en cada barra)
LT	Lindora - San Miguel 1	230	380 MVA. Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos)				
20224	1						
2025	4	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	ICE	LT	Diquís-Rosario	230	600 MVA por circuito. Nueva línea de transmisión (130 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este en la ST Rosario (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este en la ST Rosario (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
				ST	Rosario	230	ST Rosario (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
	Transmisión PH Diquís	ICE	ST	Diquís	230	ST Diquís (interruptor y medio, 6 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta, 1 de transformador reductor 30 MVA)	
			LT	San Isidro - Palmar	230	600 MVA. Derivación de la LT San Isidro - Palmar en la ST Diquís (2 km, 2 circuitos)	



Las obras del plan están alineadas al Plan de Expansión de Generación del Anexo 3.

### **3.1. Información solicitada para la presente actualización**

Para la presente actualización del plan de expansión de transmisión se hizo una actualización de las fechas de entrada en operación de las obras de transmisión. La información base utilizada fue el Plan de Inversiones de Transmisión 2016, el Plan de Expansión de Transmisión 2015 y el Plan de Expansión de la Generación 2016. Las fechas fueron actualizadas por Ingeniería y Construcción, Planificación y Desarrollo Eléctrico y a partir de información del seguimiento de los proyectos generada por el mismo Proceso Expansión de la Red.

### **3.2. Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión**

#### **3.2.1. Obras nuevas**

Con respecto del plan de noviembre de 2015 se han identificado e incorporado los siguientes proyectos u obras de transmisión:

- Transformación de energía: se incluyó la sustitución de dos transformadores en la ST Heredia por unidades de mayor capacidad (45 MVA). Este movimiento se inició en 2016 y se finaliza en el cuarto trimestre.
- Refuerzo Península de Nicoya: la instalación de compensación reactiva original se definió como un único banco de 12 MVar. Con la planificación de la ejecución, esa capacidad fue separada en 2 etapas de 6 MVar cada una, quedando la primera en la fecha definida originalmente y la segunda para su instalación en el primer trimestre de 2018.
- Anillo de Miravalles: este proyecto se modifica debido a la entrada en vigencia de la resolución CRIE-62-2016 respecto del uso de la LT SIEPAC. La aplicación de este documento obliga al desarrollo de la nueva ST Guayabo 230 kV y la derivación de las líneas de transmisión Tiquantepe – Cañas (EPR) y Miravalles – Mogote (ICE), eliminando la necesidad de la derivación de la LT SIEPAC en la ST Mogote como se planteó en el PET 2015.
- Transmisión Garabito – Colón: este proyecto fue identificado y llevado a factibilidad en 2016. Consta de un nuevo enlace de transmisión para reforzar la transmisión norte – centro, con un total de 70 km de longitud y una capacidad estimada de 600 MVA. Requiere de la ampliación de la ST Garabito 230 kV y construir una nueva subestación en las inmediaciones de Ciudad Colón para interconectar ambas líneas del doble circuito Lindora – Tarbaca 230 kV. Además, implica trabajos en una de las líneas de transmisión Lindora – San Miguel 230 kV para conectarla en la ST La Caja.

#### **3.2.2. Obras finalizadas**

Desde noviembre de 2015 a diciembre de 2016 entraron en servicio las siguientes obras y proyectos de transmisión:

- Interconexión Arcelor Mittal.
- Peñas Blancas – Garita: específicamente la línea Naranjo – Garita 138 kV y Balsa – Garita 230 kV.
- Cariblanco – Trapiche: el tramo Trapiche – Leesville 230 kV.
- ST Coyol.
- ST Jacó.
- Transmisión PH Reventazón: subestación y líneas de 230 kV.



- Anillo Sur: específicamente la reconstrucción con estructuras de doble circuito en el tramo Río Macho – Tejar 230 kV.
- PE Mogote: en una conexión temporal mientras se finalizan las obras definitivas.
- PH Chucás.
- Tejona: la ampliación para conectar un transformador de 55 MVA.
- Incremento de la capacidad de transporte: las líneas mejoradas se detallan a continuación.

Tabla 3.2. Líneas de transmisión cuya capacidad de transporte fue incrementada en 2016. Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 - 2026. Enero 2017.

Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
Palmar - Río Claro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 380 MVA
Cañas - Corobicí	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 650 MVA
Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
Miravalles - Mogote	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 380 MVA

El año 2016 resultó ser el más exitoso desde el punto de vista de finalización de proyectos y entradas en operación de nueva infraestructura de transmisión desde el año 2010. En total se contabilizaron la entrada en operación de 26 obras de transmisión.

### 3.2.3. Variaciones en la demás obras

#### *Atrasos*

Con respecto del plan de noviembre de 2015 se tienen atrasos en algunas de las obras de transmisión siendo las más marcadas las del proyecto Anillo Sur, que sufrió atrasos en ejecución de casi 2 años. Le sigue tres líneas de transmisión del proyecto de incremento en la capacidad de transporte, con un atraso de 1 año.

Aparte de estos proyectos de transmisión, se identificaron atrasos de más de 2 años en la entrada en servicio de algunos proyectos hidroeléctricos adjudicados mediante la ley 7200 (de acuerdo con el plan de expansión de generación). Estos deben desarrollar obras de conexión menores a nivel de 34.5 kV.

En general, las obras del presente plan de expansión de transmisión sufrieron de pocos atrasos.

#### *Adelantos*

También, con respecto del plan de noviembre de 2015 se tienen adelantos en dos de las obras de transmisión del proyecto de Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya. El incremento de la capacidad de transporte de la líneas Cañas – Filadelfia – Guayabal 138 kV se adelanta 1 año.

#### *Retiros*

Con respecto del plan de expansión de noviembre de 2015, el presente plan eliminó 9 obras de transmisión. El detalle es el siguiente:

- PH Capulín: eliminado del Plan de Expansión de Generación.
- PH Consuelo: eliminado del Plan de Expansión de Generación.

- PH La Perla: eliminado del Plan de Expansión de Generación.
- Transformación de energía: se eliminó la sustitución de los transformadores de la ST Sabanilla.
- Anillo de Miravalles: la línea de transmisión Mogote – Cañas 230 kV fue eliminada del plan de transmisión ya que se identificó como más adecuado desarrollar el refuerzo de transmisión Garabito – Colón 230 kV.
- Planta térmica litoral Caribe: eliminado del Plan de Expansión de Generación.

### Reprogramaciones

Con respecto del plan de noviembre de 2015, se tienen varias reprogramaciones de proyectos:

- Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya: de acuerdo con la actualización de estudios e información, la instalación de la barra auxiliar en la ST Guayabal se traslada de 2020 a 2018.
- Refuerzo de transmisión sur – centro: de acuerdo con el plan de expansión de generación, estas obras de transmisión se trasladan al cuarto trimestre de 2025.
- Transmisión PH Diquís: de acuerdo con el plan de expansión de generación, estas obras de transmisión se trasladan al cuarto trimestre de 2025.

### 3.2.4. Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión

En general, el presente Plan de Expansión de Transmisión está compuesto por 87 obras. Con respecto del plan de noviembre de 2015 el comportamiento del movimiento de las mismas son los mostrados en la figura 3.1: un 11% corresponden a obras incorporadas por primera vez y otro 11% a obras retiradas. Del restante un 2% corresponden a obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses o más, 41% de obras cuya fecha se mantiene, 26% de obras cuya fecha de entrada en servicio se atrasó 6 meses o más y 9% a obras reprogramadas.



Figura 3.1. Distribución de las obras en función de las fechas de entrada en operación de los proyectos de transmisión. Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026.



### **3.3. Obras de transmisión prioritarias**

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el año 2015 y 2016 para el presente Plan de Expansión se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte y la operación segura del sistema hasta el año 2023, son los siguientes:

- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2017 y 2018).
- Anillo Sur (2019).
- Ampliación de la ST Tejona 230 kV (2017 y 2018).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2019).
- Refuerzo de transmisión Garabito – Colón 230 kV (2023).

En todos los proyectos listados anteriormente se deben respetar las fechas establecidas en el presente plan, y, como un esfuerzo adicional siempre que sea factible, se buscará la manera de adelantar su entrada en operación.

### **3.4. Red de transmisión al año 2026**

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2026.

## 4. Análisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión

### 4.1. Costos del Plan de Expansión de Transmisión

El análisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión debe ver de manera integral todos los costos en que se incurre sobre la red nacional independientemente del responsable de las diferentes expansiones. El análisis de costos incluye la inversión anualizada así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión. Este análisis contempla el período 2017 – 2026 tomando como referencia el año 2016.

Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América con referencia al año 2016.

#### 4.1.1. Costos de inversión del sistema de transmisión

Desde la perspectiva de inversión, como es claro en el detalle del Plan de Expansión de Transmisión, existe gran cantidad de involucrados en el desarrollo del sistema de transmisión y el efecto de cada uno debe ser considerado. Por ello se obtuvieron los costos de inversión a ser realizados por el ICE en ese período (para las obras en prefactibilidad, factibilidad y ejecución) y un estimado de las erogaciones hechas por actores externos.

Los costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026 se muestran a continuación.

**Tabla 4.1. Análisis de costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 - 2026.**

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos de Inversión del sistema de transmisión (millones USD @2016)				
			Inversión anual ICE	Inversión anual externa	Total anual	Inversión acumulada ICE	Inversión acumulada total
2016	1589	10377	41.2	10.6	51.8	41.2	51.8
2017	1653	10833	45.0	8.1	53.1	86.2	104.9
2018	1708	11236	54.1	4.0	58.1	140.3	163.0
2019	1769	11681	63.8	0.0	63.8	204.1	226.8
2020	1828	12116	39.6	0.0	39.6	243.7	266.4
2021	1901	12644	54.2	0.0	54.2	297.9	320.6
2022	1960	13134	44.2	0.0	44.2	342.1	364.8
2023	2026	13617	32.9	0.0	32.9	375.0	397.7
2024	2091	14098	84.2	0.0	84.2	459.2	481.9
2025	2157	14589	82.4	0.0	82.4	541.6	564.3
2026	2218	15046	---	---	---	---	---

Enfocándose específicamente en la inversión, se tiene el comportamiento de la Figura 4.1.

Con respecto de planes anteriores, el comportamiento de los costos e inversión en el corto plazo sufrió un cambio significativo: la inversión anual del período 2016 – 2020 se estabilizó comparado con planes anteriores, donde se evidenció un hueco de inversión importante en los años 2017 a 2019 (mínimos de hasta \$5 millones). En este plan las inversiones se estabilizaron alrededor de los \$50 millones anuales para

ese mismo período. En este quinquenio, la inversión hecha por el ICE alcanza un máximo de \$63 millones, un mínimo de \$41 millones y un acumulado de \$243 millones. La inversión en transmisión acumulada por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$22 millones distribuidos en esos mismos años.

Tres factores resultaron críticos para producir ese resultado:

1. El proyecto Anillo Sur sufrió un atraso importante por asuntos relacionados con la licitación para suministro y construcción, por lo que su ejecución se trasladó del período 2016 – 2017 al período 2018 – 2019.
2. El proyecto Anillo de Miravalles se ejecutará en los años 2018 y 2019.
3. El proyecto Garabito – Colón iniciará la ejecución en 2019.

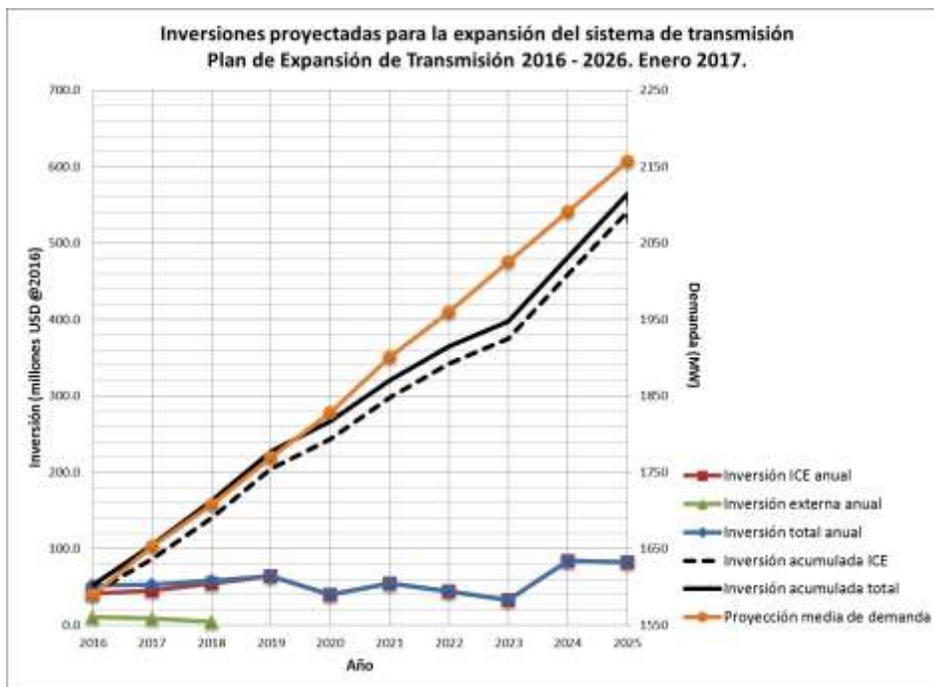


Figura 4.1. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026.

Para el período 2021 a 2023 la inversión continúa con un nivel estabilizado alrededor de los \$40 millones anuales, impulsado principalmente por el desarrollo del proyecto Garabito – Colón y el inicio de las obras del proyecto de transmisión sur – centro. En total, la inversión de ese período alcanza los \$131 millones.

Por último, los años 2024 y 2025 tienen un fuerte componente de inversión, alcanzando los \$80 millones anuales. Los proyectos de estos años corresponden a la finalización de la transmisión asociada a la conexión del PH Diquís y el refuerzo de transmisión sur – centro. En total, la inversión de ese período alcanza los \$166 millones.

El Plan de Expansión de Transmisión tiene un costo total acumulado de inversión de \$564 millones de dólares al 2025 de los cuales \$541 millones corresponden a inversiones por parte del ICE. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$348 millones.



#### 4.1.2. Costos de operación del sistema de transmisión

Los costos operativos del sistema de transmisión corresponden a los costos incrementales de operación y mantenimiento del sistema, estimados con un valor de 6% de la inversión anual correspondiente. Los costos de operación del Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026 se muestran a continuación.

Tabla 4.2. Análisis de costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2016 - 2026.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos incrementales de operación del sistema de transmisión (millones USD @2015)	
			Costos de operación y mantenimiento (*)	Costo total acumulado
2016	1589	10377	3.1	3.1
2017	1653	10833	6.3	9.4
2018	1708	11236	9.8	19.2
2019	1769	11681	13.6	32.8
2020	1828	12116	16.0	48.8
2021	1901	12644	19.2	68.0
2022	1960	13134	21.9	89.9
2023	2026	13617	23.9	113.8
2024	2091	14098	28.9	142.7
2025	2157	14589	33.9	176.5
2026	2218	15046	---	---

(\*) Valorado a un 6% del costo de inversión anual respectivo más el costo del año anterior

Desde la perspectiva de costos, tomando como base los datos de 2015, la figura 4.2 muestra el comportamiento proyectado de los costos adicionales requeridos para atender las necesidades del sistema de transmisión para el período 2016 – 2026, a nivel de operación.

Gracias al comportamiento estabilizado de los costos de inversión a lo largo de todo el período de análisis, los costos operativos tienen un incremento más suave, a diferencia de planes de transmisión anteriores.

Para el período 2016 – 2026 se requiere de un acumulado de \$176 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$106 millones.

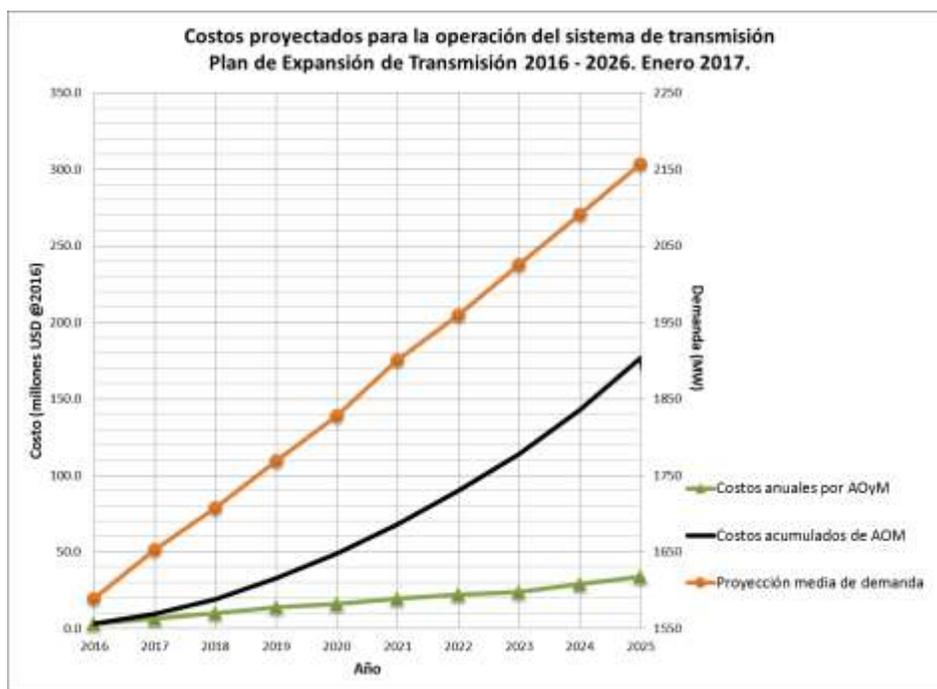


Figura 4.2. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026.

#### 4.1.3. Costos totales del sistema de transmisión

El comportamiento de los costos totales anuales y acumulados asociados a la expansión y la operación del sistema de transmisión se muestran en la tabla 4.3 y en la figura 4.3.

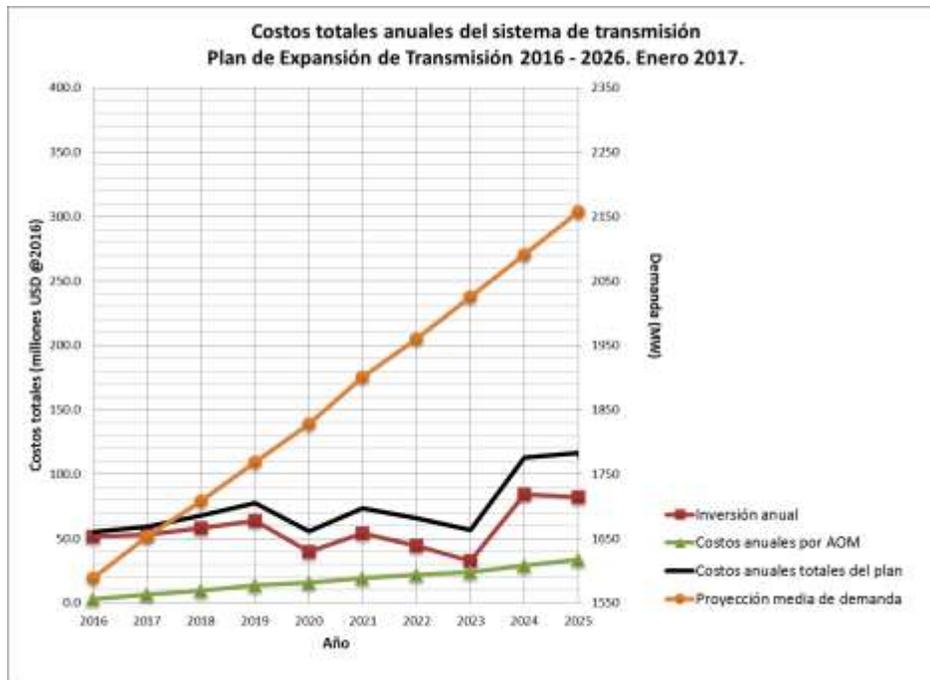
Tabla 4.3. Análisis de costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 - 2025.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos acumulados del sistema de transmisión (millones USD @2015)				
			Inversión anual	Operación y mantenimiento anual (*)	Inversión acumulada	Operación y mantenimiento acumulado	Total acumulado
2016	1589	10377	51.8	3.1	51.8	3.1	54.9
2017	1653	10833	53.1	6.3	104.9	9.4	114.3
2018	1708	11236	58.1	9.8	163.0	19.2	182.2
2019	1769	11681	63.8	13.6	226.8	32.8	259.6
2020	1828	12116	39.6	16.0	266.4	48.8	315.2
2021	1901	12644	54.2	19.2	320.6	68.0	388.6
2022	1960	13134	44.2	21.9	364.8	89.9	454.7
2023	2026	13617	32.9	23.9	397.7	113.8	511.4
2024	2091	14098	84.2	28.9	481.9	142.7	624.5
2025	2157	14589	82.4	33.9	564.3	176.5	740.8
2026	2218	15046	---	---	---	---	---

(\*) Valorado a un 6% del costo de inversión anual respectivo más el costo del año anterior



De forma resumida, el costo total en el sistema de transmisión para satisfacer las necesidades de expansión y operación para el período 2016 – 2026 alcanza los \$740 millones acumulados.



A) Costos totales anuales



B) Costos totales acumulados

Figura 4.3. Comportamiento de los costos proyectados del sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026.



## 4.2. Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT)

### 4.2.1. Modelo de cálculo

Se define el CPILP como el valor que “pretende compatibilizar las metas de eficiencia en la asignación de los recursos del corto plazo y la necesidad de justificar las inversiones en ampliación de la capacidad instalada con los costos de inversión futuros para un determinado período” (Dianderas, A. Proyecto DTIAPA, BID).

Los valores de CPILP aplicado a la transmisión pueden ser utilizados como una señal de eficiencia de las inversiones y costos de operación de la red en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.

El modelo de cálculo para estimar este valor es el siguiente:

$$CPILP_k = \frac{\sum_{t=1}^T \left( \frac{I_{k+t-1} + (O_{k+t} - O_k)}{(1+i)^{t-1}} \right)}{\sum_{t=1}^T \left( \frac{Q_{k+t} - Q_k}{(1+i)^{t-1}} \right)}$$

Donde:

$k$ : año de referencia para el cálculo del CPILP

$T$ : horizonte de cálculo

$I$ : inversión anual

$O$ : costos anuales de operación

$Q$ : demanda total anual

$i$ : tasa de descuento económica

El modelo mostrado utiliza las siguientes consideraciones:

- Los costos de inversión y operación corresponden a valores totales, independientemente de la entidad que los ejecuta. En otras palabras, incluyen tanto los costos en que incurre el ICE como otros entes públicos y privados para desarrollar infraestructura de transmisión.
- La inversión anual y los costos de operación son suficientes para garantizar la atención de la demanda proyectada al horizonte analizado. Esto implica que no hay energía no servida causada por una falta de inversión o una operación deficiente del sistema de transmisión nacional en el largo plazo.

### 4.2.2. Actualización de los CPILPT

La aplicación del modelo mostrado en 4.2.1 a partir de la información de demanda en energía y potencia, así como los costos detallados anteriormente da como resultado los CPILP del sistema de transmisión de la tabla 4.4.

Se calcularon los CPILPT para el sistema de transmisión desde dos perspectivas diferentes: por demanda de potencia y por demanda de energía. En el primer caso, el CPILPT por potencia refleja el costo promedio de transportar 1 kW más en la punta de demanda a un horizonte de 10 años. El segundo corresponde al costo promedio de transportar 1 MWh más de demanda a un horizonte de 10 años.

**Tabla 4.4. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión para el período 2016 - 2026. Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026.**

Año	Demanda proyectada en energía (GWh)	Demanda incremental en energía (GWh)	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda incremental en potencia (MW)	Inversión total anual (millones USD @2015)	Costo adicional de operación (millones USD @2015)	Costo incremental de operación (millones USD @2015)	Costo total incremental (millones USD @2015)
2016	10377.0	456.0	1589.1	63.6	51.8	3.1	3.2	55.0
2017	10833.0	858.9	1652.8	118.7	53.1	6.3	6.7	59.8
2018	11235.9	1303.6	1707.9	179.7	58.1	9.8	10.5	68.6
2019	11680.6	1739.2	1768.9	238.9	63.8	13.6	12.9	76.7
2020	12116.2	2267.2	1828.0	311.6	39.6	16.0	16.1	55.7
2021	12644.1	2757.3	1900.7	370.8	54.2	19.2	18.8	73.0
2022	13134.3	3240.3	1959.9	436.7	44.2	21.9	20.8	65.0
2023	13617.3	3720.9	2025.8	501.8	32.9	23.9	25.8	58.7
2024	14097.9	4212.0	2091.0	568.1	84.2	28.9	30.7	114.9
2025	14588.9	4669.5	2157.3	629.1	82.4	33.9	35.9	118.3
2026	15046.5	---	2218.2	---	---	39.0	---	---
<b>VAN=</b>	<b>13215.4</b>		<b>1796.0</b>	<b>347.9</b>			<b>95.1</b>	<b>443.0</b>
<b>CPILPT Demanda de potencia</b>						Inversión	<b>193.7</b>	<b>USD/kW</b>
						O&M	<b>53.0</b>	<b>USD/kW</b>
						Total	<b>246.7</b>	<b>USD/kW</b>
<b>CPILPT Demanda de energía</b>						Inversión	<b>26.3</b>	<b>USD/MWh</b>
						O&M	<b>7.2</b>	<b>USD/MWh</b>
						Total	<b>33.5</b>	<b>USD/MWh</b>

El CPILPT en potencia indica que transportar 1 kW más de demanda para el período 2016 – 2026 tiene un costo promedio de \$246.7, de los cuales \$193.7 corresponden a la componente de inversión y \$53 a la de operación. Por otro lado, el CPILPT en energía indica que transportar 1 MWh de más de demanda para ese mismo período tiene un costo promedio de \$33.5, de los cuales \$26.3 corresponden a la componente de inversión y \$7.2 a la de operación. En 2015 estos indicadores fueron de \$35/MWh para el de energía y de \$282.9/kW en potencia.

Al comparar los costos incrementales del presente plan de expansión con el plan de 2015, se identificó una reducción de \$1.5/MWh del CPILPT de energía, lo que equivale a un 4.3%. El CPILPT de potencia experimentó una reducción de \$36.2/kW, lo que representa un 12.8%.

La reducción en ambos indicadores obedece por el efecto combinado entre la gran cantidad de inversión que entró en servicio en 2016 (que tiende a reducir el CPILPT) y una nueva reducción en la proyección de la demanda a largo plazo (que tiende a incrementarlo).



## 5. Aprobación

### 5.1. Aprobación

El presente documento fue elaborado por el Área de Planeamiento del Sistema del Proceso Expansión de la Red.

Aprobado por:

**Ing. Armando Muñoz Gómez.**

Director Proceso Expansión de la Red

**Ing. Manuel Balmaceda García.**

Director General Negocio de Transmisión.

*Se autoriza la reproducción total o parcial de este documento, bajo la condición de que se acredite la fuente.*

### 5.2. Vigencia

Esta actualización del plan de expansión de transmisión tiene una vigencia de 10 meses y será actualizado a más tardar el 30 de noviembre de 2017.



## 6. Responsables

### **Equipo de trabajo**

Ing. Eduardo Alfaro Alfaro

Ing. Cristian Monge Figueroa

Ing. Felipe Rojas Rojas

Ing. Eugenia Solera Saborío

Ing. Marco L. Arauz Centeno

Ing. Gustavo Obando Vargas

Ing. Diego Sánchez Rodríguez (coordinador)

Comentarios y sugerencias favor comunicarse con:

***Ing. Armando Muñoz Gómez***

***Director***

(506) 2000-7083

Correo electrónico: [armunoz@ice.go.cr](mailto:armunoz@ice.go.cr)



## **Anexo 1. Mapas del sistema de transmisión.**





## Anexo 2. Plan de Expansión de Transmisión. Noviembre de 2015

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad Responsable	Elemento del sistema				
Año	Trím			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio	
2015	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Palmar - Río Claro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA	
				LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA	
				LT	Cañas - Corobici	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 400 MVA	
				LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA	
		LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA			
		Interconexión Arcelor Mittal	Arcelor Mittal	ST	Leesville	230	Módulo de transformador	
		Peñas Blancas - Garita	ICE	LT	Naranjo - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 146 MVA	
2016	1	Cariblanco - Trapiche	ICE	LT	Trapiche - Leesville	230	673 MVA. Cambio de conductor y reconversión de 138 kV a 230 kV (36.1 km, 1 circuito)	
		Peñas Blancas - Garita		LT	Balsa - Garita	230	576 MVA. LT Balsa - Naranjo 230 kV (32 km, 1 circuito) y la reconstrucción de la LT Naranjo - Garita (17 km) para conformar la LT Balsa - Garita 230 kV (49 km).	
		Coyol	ICE	ST	Coyol	230	ST Coyol (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 de transformador).	
				LT	Garabito - La Caja	230	389 MVA. Derivación de la LT Garabito - La Caja (4 km, 2 circuitos)	
		Jacó	ICE	LT	Cañas - Parrita	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en el tramo Cañas - Parrita (14.1 km, 2 circuitos)	
				ST	Jacó	230	ST Jacó (interruptor y medio con dos salidas de línea y 1 transformador, 45 MVA).	
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Cañas - Corobici	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a 478 MVA	
		PE Mogote	Fila de Mogote DCR	ST	Mogote	230	Módulos para la instalación de un transformador y la línea de conexión	
		PH Bijagua	CoopeGuanacaste	ST	Miravalles	34.5	Módulo para línea de conexión	
		PH Chucús	ENEL	LT	Chucús - Garita	230	200 MVA. Nueva línea de transmisión (2 km, 1 circuito)	
	ST			Garita	230	Módulo de línea para la conexión de la planta		
	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Coyol	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 09 y 12		
	Transmisión PH Reventazón	ICE	ST	Reventazón	230	ST Reventazón (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta y 1 de transformador reductor 20 MVA).		
			LT	Trapiche - Torito	230	646 MVA. Derivación de la LT Río Macho - Moín (3 km, 2 líneas de 2 circuitos)		
	2		PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión
			PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión
			PE Vientos de la Perla	Vientos del Volcán	ST	Orosí	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
			PE Vientos de Miramar	Costa Rica Energy Holding	ST	Orosí	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
			Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformadores (55 MVA)
	3		Cóbano	ICE	ST	Cóbano	138	ST Cóbano (barra sencilla con auxiliar, Módulo de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
ST					Santa Rita	138	Módulo de línea, 1 de reserva	
LT					Santa Rita - Cóbano	138	150 MVA. LT Santa Rita - Cóbano (46.7 km, 1 circuito)	
4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA		
			LT	Cañas - Corobici	230	Incremento de la capacidad de transporte de 478 MVA a 650 MVA		
		Interconexión Ingenio Taboga	Ingenio Taboga	ST	Cañas	138	Módulo de transformación	
2017	1	Cariblanco - Trapiche	ICE	ST	General	230	Reconfiguración y ampliación de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 módulos para la planta General)	
		Interconexión APM Terminals	APM	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)	
				ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA).	
	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 12 MVAR.		
	2	Anillo Sur	ICE	ST	El Este	230	Reconstrucción de la subestación El Este (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 2 de transformador).	
				LT	Río Macho - Tejar	230	348 MVA. Cambio de estructuras de circuito sencillo a doble circuito del tramo Tejar - Río Macho (14 km, 1 circuito).	
				ST	San Miguel	230	Módulo de línea en la ST San Miguel.	
				LT	San Miguel - El Este	230	347 MVA. LT San Miguel - El Este circuito 2 (20.2 km)	
	Cóbano	ICE	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.		
	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA		
PH Capulín	Hidrotárcoles	LT	Barranca - Garita	230	480 MVA. Derivación de la LT Barranca - Garita.			
		ST	Quebradas	230	ST Quebradas (interruptor y medio, 3 salidas de línea)			

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad Responsable	Elemento del sistema			
Año	Trím			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2017	2	PH Consuelo	Comercial Talamasca El General	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		PH La Perla	ICE	ST	La Joya	138	Módulo de transformador elevador para la conexión de la Unidad 4
		PH Río Bonilla 1320	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14
				ST	San Isidro	230	Sustitución del transformador #2 (45 MVA), módulo de línea de distribución, Módulo de reserva y ampliación de la barra. BID 08
	Reubicación de reactores	ICE	ST	Río Claro	230	Traslado e instalación del reactor de la ST Miravalles, 20 MVA	
	Transformación de Energía	ICE	ST	Palmar	230	Traslado e instalación del reactor de la ST San Isidro, 20 MVA	
			ST	Moín	230 y 138	Módulos para transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)	
	4	Anillo Sur	ICE	LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirris (1.5 km)
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
				LT	El Este - Tejar	230	348 MVA. Reconstrucción del tramo El Este - Tejar (14 km, 2 circuitos). Derivación a la ST Tejar (2 km, 2 circuitos)
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
		LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).		
		ST	Tejar	230	Módulos para 2 salidas de línea tecnología GIS		
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
				LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 400 MVA
	LT			Miravalles - Mogote	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 380 MVA	
	LT			Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA	
	LT			Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA	
LT	Caja - Heredia			138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA				
LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA				
Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02		
2018	1	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	69	Instalación de una nueva barra de 69 kV
			ICE	ST	Guayabal	69	Instalación de una nueva barra de 69 kV
		PH Los Negros 2	ESPH	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de un transformador 230/69
				ST	Guayabal	138	Instalación de un transformador 138/69
	Tejona	ICE	ST	Mogote	230	Módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión	
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
LT				Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 450 MVA	
LT				San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA	
LT				Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 550 MVA	
LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA				
2019	1	Barras de Alta Tensión	ICE	ST	Sabanilla	138	Ampliación de la barra principal de 138 kV y barra auxiliar y modernización de la subestación
			ICE	ST	Pailas	230	Módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2
			ICE	LT	Pailas 2 - Pailas	230	200 MVA. LT Pailas 2 - Pailas (1 km, 1 circuito)
	4	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Sabanilla	138	Sustitución de 2 transformadores reductores, 90 MVA
				ST	Mogote	230	Módulos para 2 salidas de línea
LT	Mogote - SIEPAC	230	338 MVA. LT Mogote - SIEPAC (7 km, 2 circuitos) para derivar la LT SIEPAC en el tramo Cañas - Ticuantepe en la ST Mogote				
2020	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	138	Instalación de barra auxiliar
			ST	Cóbaro	138	Instalación de barra auxiliar	
2021	1	Barras Auxiliares	ICE	ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
			ICE	ST	Escazú	138	Instalación de barra auxiliar
			ICE	ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
	4	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA
LT				Filadelfia - Guayabal	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA	
2022	1	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Cañas	230	Módulo de línea
			ICE	ST	Mogote	230	Módulos para 1 salida de línea
			ICE	LT	Mogote - Cañas	230	600 MVA. LT Mogote - Cañas (45 km, 1 circuito)
		ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	
		ICE	ST	Moín	230	Módulos para la instalación de dos transformadores elevadores	



Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad Responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2024	4	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	ICE	LT	Diqúis-Rosario	230	600 MVA por circuito. Nueva línea de transmisión (130 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
				ST	Rosario	230	ST Rosario (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
		Transmisión PH Diqúis	ICE	ST	Diqúis	230	ST Diqúis (interruptor y medio, 6 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta, 1 de transformador reductor 30 MVA)
2025				LT	San Isidro - Palmar	230	600 MVA. Derivación de la LT San Isidro - Palmar (2 km, 2 circuitos)

## Anexo 3. Plan de Expansión de Generación. 2016.

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
					Capacidad Efectiva en MW (dic-2015):				2,867
2016	10,877		1,673		6	Moln 1	Térm	-20.0	2,847
					2	Ampliación El Ángel	Hidro	5.0	2,852
					6	Reventazón Minicentral	Hidro	13.5	2,866
					6	Reventazón	Hidro	292.0	3,158
					7	Bijagua (CoopG)	Hidro	18.0	3,176
					7	Chucás	Hidro	50.0	3,226
					7	Mogote	Eólic	20.0	3,246
					12	Altamira	Eólic	20.0	3,266
					12	Campos Azules	Eólic	20.0	3,286
					12	Vientos de Miramar	Eólic	20.0	3,306
					12	Vientos de la Perla	Eólic	20.0	3,326
2017	11,355	4.4%	1,732	3.5%					3,326
2018	11,778	3.7%	1,786	3.1%	1	<b>Valle Escondido</b>	Solar	<b>5.0</b>	3,331
					3	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28.0	3,359
2019	12,244	4.0%	1,854	3.8%	1	Pallas 2	Geot	55.0	3,414
2020	12,701	3.7%	1,912	3.2%					3,414
2021	13,254	4.4%	1,990	4.1%					3,414
2022	13,768	3.9%	2,052	3.1%					3,414
2023	14,274	3.7%	2,121	3.3%	1	<b>Borinquen 1</b>	Geot	<b>52.0</b>	3,466
					1	<b>T Gas Proy 1-Alquiler</b>	Térm	<b>60.0</b>	3,526
2024	14,778	3.5%	2,188	3.2%	1	<b>T Gas Proy 2-Alquiler</b>	Térm	<b>65.0</b>	3,591
2025	15,292	3.5%	2,260	3.3%					3,591
2026	15,772	3.1%	2,323	2.8%	1	<b>Diquís</b>	Hidro	623.0	4,214
					1	<b>Diquís Minicentral</b>	Hidro	27.0	4,241
					1	<b>T Gas Proy 1-Alquiler</b>	Térm	-60.0	4,181
					1	<b>T Gas Proy 2-Alquiler</b>	Térm	-65.0	4,116
2027	16,239	3.0%	2,386	2.7%					4,116
2028	16,721	3.0%	2,449	2.6%					4,116
2029	17,178	2.7%	2,508	2.4%					4,116
2030	17,625	2.6%	2,557	2.0%	1	Borinquen 2	Geot	55.0	4,171
2031	18,097	2.7%	2,621	2.5%	1	Eólico Proy D1	Eólic	50.0	4,221
					1	Eólico Proy D2	Eólic	50.0	4,271
					1	Eólico Proy D3	Eólic	50.0	4,321
					1	Hidro Proy D1	Hidro	50.0	4,371
2032	18,585	2.7%	2,684	2.4%	1	Eólico Proy G1	Eólic	50.0	4,421
					1	Solar-1_20	Solar	20.0	4,441
2033	19,038	2.4%	2,742	2.2%	1	Geotérm Proy 1	Geot	55.0	4,496
					1	Solar-5_50	Solar	50.0	4,546
2034	19,511	2.5%	2,805	2.3%	1	Eólico Proy 1	Eólic	50.0	4,596
					1	Eólico Proy 5	Eólic	20.0	4,616
					1	Eólico Proy 8	Eólic	20.0	4,636
					1	Eólico Proy G2	Eólic	20.0	4,656
					1	Eólico Proy G3	Eólic	20.0	4,676
					1	Eólico Proy G4	Eólic	20.0	4,696
					1	Eólico Proy G5	Eólic	20.0	4,716
					1	Solar-2_20	Solar	20.0	4,736
2035	19,958	2.3%	2,864	2.1%	1	Geotérm Proy 2	Geot	55.0	4,791